

BEATA MOŁO

Krakowska Akademia  
im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego, Kraków

DOI : 10.14746/rie.2017.11.13

## Niemcy w procesie liberalizacji rynku energii Unii Europejskiej na przykładzie sektora elektroenergetycznego<sup>1</sup>

### Wstęp

Zaopatrzenie w energię elektryczną w Niemczech rozwijane było na płaszczyźnie komunalnej. Innymi słowy, to kraje związkowe troszczyły się o rozbudowę systemu zaopatrzenia w energię elektryczną, co było związane przede wszystkim z zakładaniem publicznych spółek. W latach 60.–80. XX wieku następował proces prywatyzacji państwowych i komunalnych przedsiębiorstw energetycznych, a po zjednoczeniu Niemiec w 1990 r. proces ten objął także przedsiębiorstwa w tzw. nowych krajach związkowych. Przed rozpoczęciem liberalizacji sektora energii w Niemczech gospodarka energetyczna była ukształtowana przez monopole regionalne. Każdy z ośmiu monopolów regionalnych zaopatrywany był w energię elektryczną przez jedno spośród przedsiębiorstw powiązanych (*Verbundunternehmen*): Badenwerk AG, Bewag AG, EVS AG, HEW AG, RWE AG, VEBA AG (PreussenElektra), VEW AG, VIAG AG (Bayernwerk) (Timofeeva, 2012, s. 3). Liberalizacja sektora energii elektrycznej w Niemczech zgodnie z kolejnymi pakietami energetycznymi Unii Europejskiej wymagała ustanowienia ram regulacyjnych i powołania organów nadzorujących działalność w obszarach zdominowanych przez przedsiębiorstwa powiązane. Niemniej jednak w procesie liberalizacji zarysowała się w sektorze energii elektrycznej tendencja do koncentracji i integracji wertykalnej.

Na użytek niniejszego opracowania przyjęto za R. Evansem, że na rynku energii elektrycznej przez proces liberalizacji rozumie się „większą konkurencję, ograniczenie roli państwa, przełamanie monopolu, poprawę efektywności funkcjonowania sektora oraz obniżkę cen energii” (Evans, 1989, s. 137). Na liberalizację rynku energii elektrycznej składają się przede wszystkim takie elementy, jak swobodny dostęp do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, prawo wyboru sprzedawcy czy uwolnienie cen energii elektrycznej.

Celem artykułu jest przedstawienie niektórych aspektów procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej w Niemczech. Punktem wyjścia analizy jest problem liberalizacji rynku energii w Unii Europejskiej uwzględniający przede wszystkim prawne zasady funkcjonowania rynku energii elektrycznej. W opracowaniu uwzględniono

<sup>1</sup> Niniejszy tekst powstał w ramach realizacji zadania badawczego nr WPAiSM/DS/17/2015 pt. *Niemcy w procesie uwspólnotowienia polityki energetycznej Unii Europejskiej*, finansowanego w ramach działalności statutowej Wydziału Prawa, Administracji i Stosunków Międzynarodowych Krakowskiej Akademii im. Andrzeja Frycza Modrzewskiego.

kwestie kształtu sektora energii elektrycznej w Niemczech przed liberalizacją, jak również przykłady nadużywania przez niemieckie przedsiębiorstwa energetyczne pozycji dominującej w tym sektorze (RWE i E.ON) oraz wpływ liberalizacji na rynek energii elektrycznej w Niemczech przez pryzmat struktury tego rynku.

### **Proces liberalizacji rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej – niektóre aspekty**

Sektor energetyczny w Europie przez długi czas charakteryzował brak konkurencyjnych struktur rynkowych. Z jednej strony bowiem faworyzował powstawanie naturalnych monopolii i przedsiębiorstw energetycznych zintegrowanych wertykalnie, które poprzez sprawowanie kontroli nad infrastrukturą przesyłową uniemożliwiała konkurentom dostęp do rynku zarówno na etapie produkcji, jak i dostaw. Odpowiednio wysoki był również stopień koncentracji na europejskim rynku energii. Z drugiej strony zaś pewne zaopatrzenie w energię zostało przypisane kluczowemu obszarowi państwowego zabezpieczenia warunków bytowych, przy czym zapewnienie regionalnego monopolu zaopatrzenia zostało uzasadnione przez umowy koncesji. Silne było przekonanie, że także na rynku energii można dążyć do wzrostu dobrobytu przez zapewnienie wolności rynkowej i konkurencyjnych struktur gospodarczych (szerzej: Sternig, 2009; Presser, 2011). Proces liberalizacji rynku energii elektrycznej (i gazu) w UE został zainicjowany na początku lat 90. XX wieku wraz z przedstawieniem przez Komisję 22 stycznia 1992 r. tzw. pierwszego pakietu energetycznego.

Czynnikami ograniczającymi początki liberalizacji sektora energetycznego w Unii Europejskiej były różnice w wykorzystywaniu surowców energetycznych do produkcji energii elektrycznej i heterogeniczne struktury rynkowe w państwach członkowskich. W niektórych państwach sektor energii elektrycznej był systemem scentralizowanym (Francja), w innych – poddany procesowi liberalizacji (Wielka Brytania). Dość wcześnie uformowała się nieformalna koalicja państw członkowskich przeciwna dążeniom Komisji, a zwłaszcza osiągnięciu głównego celu, jakim dla Komisji był tzw. dostęp strony trzeciej do sieci (*Third Party Access*, TPA) mający stanowić istotę procesu liberalizacji. Wolny dostęp do sieci dla każdego dostawcy był z perspektywy Komisji warunkiem wstępnym dla rozwoju rynku wewnętrznego. Nie tylko ze strony państw członkowskich pojawiał się opór w związku z liberalizacją sektora energetycznego. Również przedsiębiorstwa energetyczne artykułowały obawy dotyczące likwidacji miejsc pracy i niebezpieczeństwa rosnących cen za energię. Z powodu licznych protestów początkowe daleko idące plany Komisji musiały zostać ograniczone.

W wyniku ustępstw Komisji (m.in. zastąpienie regulowanego dostępu stron systemem negocjowanego dostępu dla zaopatrywania dużych odbiorców przemysłowych) 19 grudnia 1996 r. została przyjęta dyrektywa dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dyrektywa 96/92/WE weszła w życie 19 lutego 1997 r., dając państwom członkowskim dwa lata na ich wdrożenie. Ustalała ona zasady „dotyczące wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej. [...] odnoszące się do organizacji i funkcjonowania sektora elektroenergetycznego, dostępu do rynku, kryteriów i procedur mających zastosowanie do zaproszenia do składania ofert

i przyznawania zezwoleń, a także eksploatacji systemów” (art. 1). Art. 3 umożliwiał państwom członkowskim nakładanie „na przedsiębiorstwa sektora elektroenergetycznego zobowiązania z tytułu świadczenia usług publicznych, które mogą odnosić się do bezpieczeństwa, w tym bezpieczeństwa dostaw, regularności, jakości i ceny dostaw, a także ochrony środowiska naturalnego”.

W dyrektywie operatorzy systemów dostaw zostali zobowiązani do utrzymania bezpieczeństwa, niezawodności i efektywności działania systemu, stosując się przy tym do zasady niedyskryminacji w stosunku do użytkowników systemu. Nakładała na przedsiębiorstwa zintegrowane wertykalnie obowiązek co najmniej księgowego rozdzielenia produkcji, przesyłu i dystrybucji, jak też utrzymywania odrębnej rachunkowości dla każdej z tych działalności. Dyrektywa wprowadziła dwa możliwe sposoby dostępu do sieci. Art. 17 mówił o negocjowanym lub regulowanym dostępie do sieci stron trzecich. Co się tyczy negocjowanego dostępu do sieci, „państwa członkowskie podejmują niezbędne środki, aby producenci energii elektrycznej i przedsiębiorstwa dostarczające energię elektryczną, oraz uprawnieni odbiorcy z lub spoza terytorium objętego przez sieć, mieli możliwość negocjowania dostępu do sieci w celu zawierania między sobą umów dostawy na podstawie dobrowolnych umów handlowych” (art. 17, ust. 1). Według art. 17 ust. 4 państwa członkowskie mogły „wybrać procedurę regulowanego dostępu do sieci, dającą uprawnionym odbiorcom prawo dostępu, na podstawie opublikowanych taryf za korzystanie z sieci przesyłowej i rozdzielczej [...]”. Zaś w art. 18 opisany był system nabywcy wyłącznego. W tym przypadku państwa członkowskie były zobowiązane do wyznaczenia osoby prawnej, której zadaniem będzie zarządzanie systemem oraz centralny zakup i sprzedaż energii elektrycznej w ramach tego systemu. Art. 19 zobowiązywał państwa członkowskie do podjęcia niezbędnych środków w celu zapewnienia otwarcia ich rynków energii elektrycznej. W dyrektywie zawarty został swoisty harmonogram liberalizacji rynku dostaw energii elektrycznej: otwarcie rynku w 26,5% do 19 lutego 1999 r. (w przypadku odbiorców końcowych zużywających ponad 40 GWh rocznie), otwarcie rynku w 30% do 19 lutego 2000 r. (w przypadku odbiorców końcowych zużywających ponad 20 GWh rocznie), otwarcie rynku w 33% do 19 lutego 2003 r. (w przypadku odbiorców końcowych zużywających ponad 9 GWh rocznie).

Zastosowane rozwiązania prawne okazały się w praktyce niewystarczające; liberalizacja nie przyniosła bowiem oczekiwanego wzrostu konkurencyjności, niemniej jednak możliwe stało się przełamanie monopolu przedsiębiorstw powiązanych. Stąd też Komisja Europejska przesunęła akcent na scalanie rynków energetycznych we wspólny rynek energii. 26 czerwca 2003 r. przyjęto tzw. drugi pakiet energetyczny, w tym rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci elektroenergetycznej oraz dyrektywę 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 96/92/WE. Drugi pakiet energetyczny dotyczył takich kwestii, jak m.in. wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i ich zadania, dalszy rozdział przedsiębiorstw zintegrowanych wertykalnie, zasady poufności, ochrony środowiska oraz kwestie techniczne. Ogólnie można stwierdzić, że drugi pakiet energetyczny przesunął na pierwszy plan wolny od dyskryminacji dostęp do sieci dla strony trzeciej. Art. 20 ust. 1 dyrektywy 2003/54/WE mówił, że państwa członkowskie „zapewniają wdrożenie systemu dostępu strony trzeciej do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, opartego na opublikowa-

nych taryfach, mającego zastosowanie do wszystkich uprawnionych odbiorców i stosowanego obiektywnie, bez dyskryminacji w odniesieniu do użytkowników systemu”. Zasada dostępu do sieci dla strony trzeciej nałożyła na przedsiębiorstwa sieciowe, których przedmiotem działalności jest przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej obowiązek udostępnienia (za opłatą) swojej sieci na rzecz innych podmiotów.

Dyrektywa 2003/54/WE zobowiązywała państwa członkowskie do zapewnienia rozdziału rachunkowości i zarządzania oraz rozdziału prawnego zarówno działalności przesyłowej, jak i dystrybucyjnej. Dopuszczała także rozdział własnościowy, pozostawiając tę kwestię decyzji poszczególnych państw członkowskich. Zgodnie z przepisami dyrektywy należało zapewnić, aby operator systemu przesyłowego (art. 10 ust. 1) i operator systemu dystrybucyjnego (art. 15 ust. 1), będący częściami przedsiębiorstwa zintegrowanego wertykalnie, pozostawali niezależni, przynajmniej pod względem formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji, od innych form działalności niezwiązanych z przesyłaniem i dystrybucją. Dyrektywa nie nakładała bezpośrednio obowiązku rozdzielności kapitałowej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego a spółkami zajmującymi się innymi rodzajami działalności na rynku energii.

Ponadto dzięki rozwiązaniom przyjętym w dyrektywie nowi dostawcy energii elektrycznej mogli wejść na rynki państw członkowskich, a konsumenci (przemysłowi od 1 lipca 2004 roku, a gospodarstwa domowe od 1 lipca 2007 roku) mogli wybierać swojego dostawcę.

Celem zapewnienia bardziej efektywnego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii przyjęto rozwiązania zawarte w trzecim pakiecie energetycznym, który składa się z takich aktów prawnych m.in., jak dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003. Przyjęte w trzecim pakiecie energetycznym regulacje rozporządzenia (714/2009 i 715/2009) pozwalają na planowanie na poziomie europejskim rozwoju sieci i stwarzają ramy instytucjonalne do prowadzenia europejskiej polityki energetycznej w ramach utworzonej agencji regulatorów ACER. Państwa członkowskie musiały transponować dyrektywę 2009/72/WE do 3 marca 2011 r., jak również zapewnić skuteczność przepisów dotyczących rozdziału przesyłu od produkcji i dostaw od 3 marca 2012 r. (z wyjątkiem regulacji, które pozwalają państwu członkowskiemu odmówić certyfikacji operatorów systemów przesyłowych z państw trzecich, jeśli nie spełniają oni wymagań dotyczących rozdziału i mogą stwarzać zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii w danym państwie członkowskim i w Unii Europejskiej. Termin transpozycji tych przepisów to 3 marca 2013 r.).

Warto nadmienić, że 19 września 2007 r. Komisja Europejska przedstawiła trzeci pakiet legislacyjny dotyczący wewnętrznego rynku energii, którego przyjęcie miało uzupełnić istniejące regulacje tak, aby zapewnić skuteczniejszą konkurencję i stworzyć warunki sprzyjające inwestycjom, dywersyfikacji dostaw i ich bezpieczeństwu

(zob. Koppenfels, 2010, s. 77–89). Proponowane kierunki działań koncentrowały się głównie na: rozdzieleniu własnościowym operatorów systemów przesyłowych od innej działalności związanej z produkcją energii elektrycznej (i gazu ziemnego) bądź dostawami (przy czym KE dopuszczała alternatywnie powstanie „niezależnego operatora systemu”. Rozwiązanie to pozwalałoby zachować własności aktywów sieci przez przedsiębiorstwa zintegrowane wertykalnie pod warunkiem, że sieć przesyłowa byłaby zarządzana przez podmiot odrębny od przedsiębiorstwa zintegrowanego wertykalnie), propozycji ustanowienia agencji do spraw współpracy krajowych organów regulacji energetyki w celu ułatwienia rozwiązywania problemów sieci transgranicznych oraz wzmocnienie regulatorów krajowych, promowanie współpracy i inwestycji transgranicznych, a także ułatwienia w transgranicznym handlu energią.

29 stycznia 2008 r. państwa przeciwne obowiązkowi rozdziału właścicielskiego (przede wszystkim Niemcy i Francja oraz Austria, Luksemburg, Łotwa, Bułgaria, Słowacja i Grecja) przedstawiły alternatywną wobec KE propozycję utrzymania pośredniej kontroli koncernów nad sieciami przesyłowymi, przy zwiększeniu uprawnień krajowych urzędów nadzoru, które współdecydowałyby m.in. o składzie zarządów spółek przesyłowych i planach rozbudowy ich infrastruktury (tzw. III opcja). Podczas posiedzenia Rady ds. Energii 6 czerwca 2008 r. postanowiono, że rozdział własnościowy (I opcja) nie będzie jedyną możliwą formą funkcjonowania rynku energii, lecz możliwe będą również dwie inne, niewiążące się z koniecznością zbycia sieci przesyłowych: sieciami tymi będzie zarządzał „niezależny operator systemu” (II opcja) lub dojdzie do poszerzenia obowiązującego już rozdziału prawnego i funkcjonalnego z gwarancjami większej niezależności dla zarządu i rady nadzorczej, także w odniesieniu do nowych inwestycji (III opcja) (Rada, 2008). Do porozumienia odnośnie propozycji przepisów liberalizujących rynek energii elektrycznej (i gazu ziemnego) doszło w marcu 2009 r., zaś w czerwcu 2009 r. trzeci pakiet energetyczny został przyjęty przez Radę.

Najważniejszy element liberalizacji rynku energetycznego to wspomniany wyżej rozdział. Państwa członkowskie mogą wybrać jeden z trzech wariantów rozdziału: 1) pełny rozdział właścicielski obejmujący rozdział działalności wytwórczej i dostawczej od sieciowej; 2) utworzenie niezależnego operatora systemu (*Independent System Operator*, ISO) – przedsiębiorstwo zintegrowane wertykalnie zachowuje nadzór właścicielski nad operatorem sieci przesyłowych, zarządzanie siecią (eksploatacja, zarządzanie, utrzymanie) oraz jej rozbudowa pozostają jednak w rękach ISO; 3) utworzenie niezależnego operatora przesyłowego (*Independent Transmission Operator*, ITO) – wydzielona spółka sieciowa (niezależny operator przesyłowy) może pozostać częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego wertykalnie, pozostaje jednak niezależna w działalności operacyjnej. Zachowana jest integralność obrotu i przesyłu energii, ale jednocześnie ITO i przedsiębiorstwo zintegrowane wertykalnie zobowiązują się do przestrzegania dokładnie reguł zapewniających, że te dwie części przedsiębiorstwa będą działać niezależnie.

Z rozdziałem związane jest funkcjonowanie zasady dostępu stron trzecich do sieci. Zasadę tę ustanowiono w dyrektywach 2003/54/WE i 2003/55/WE, zaś trzeci pakiet energetyczny ją utrzymał. Zasada dostępu stron trzecich do sieci sprowadza się do nałożenia na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązku udostępnienia sieci innym podmiotom i świadczenia za odpowiednią opłatą usług przesyłowych, czyli przesyłania swoimi sieciami energii od dostawcy do odbiorcy.



W założeniu trzeci pakiet energetyczny miał wzmacniać ramy regulacyjne służące pełnemu otwarciu rynku energii.

### Sektor energii elektrycznej w Niemczech przed liberalizacją

Ukształtowana w latach 20. XX wieku gospodarka energetyczna, którą charakteryzowały koncesjonowanie działalności i demarkacja ustanawiające *de facto* regionalne monopole energetyczne, została usankcjonowana ustawą o gospodarce energetycznej (*Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft, Energiewirtschaftsgesetz, EnWG*) z 1935 r. W preambule ustawy zapisano, że zasadniczym celem jest korzystne cenowo i pewne zaopatrzenie energetyczne (w znaczeniu bezpieczeństwa energetycznego). Osiągnięciu tego celu służyć miał państwowy wpływ na zaopatrzenie energetyczne i wykluczenie szkodliwej konkurencji. Nadzór nad gospodarką energetyczną ustawa zakotwiczyła w ministerstwie gospodarki III Rzeszy (*EnWG, 1935*). Regulacje zawarte w ustawie (późniejsze zmiany w ustawie dotyczyły głównie nazewnictwa organów nadzoru) pozostawały w mocy do momentu zainicjowania procesu liberalizacji w 1998 r., a tym samym zapewniały stosowne miejsce gospodarce elektroenergetycznej jako „szczególnemu” sektorowi gospodarki. Znaczenie systemu zaopatrzenia w energię elektryczną związane było z kształtowaniem nowoczesnego społeczeństwa i „zażęciem” z zasadniczymi dziedzinami życia społecznego (Renz, 2001, s. 64–65).

Zasadniczą cechą ram prawnych przed drugą połową lat 90. ubiegłego wieku było daleko idące uwolnienie przedsiębiorstw od oddziaływania konkurencji. Wynikało to z ówczesnego przekonania, że konkurencja w gospodarce energetycznej nie funkcjonuje. Paradygmat ten wywodził się ze sformułowania zawartego w ustawie o gospodarce energetycznej z 1935 r., według którego należało uniemożliwić „...szkodliwe oddziaływanie konkurencji na gospodarkę narodową” (*EnWG, 1935*).

Tradycyjne ramy organizacyjne gospodarki elektroenergetycznej tworzyła – obok *EnWG* – także ustawa przeciwko ograniczeniu konkurencji (*Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, GWB*) z 27 lipca 1957 r. To właśnie przepisy zawarte w ustawie *GWB* miały duży wpływ na rozwój rynku i powstającą strukturę przedsiębiorstw. W ramach tej ustawy zostały stworzone dla wybranych sektorów gospodarki, w tym sektora energetycznego, regulacje wyjątkowe w odniesieniu do konkurencji (*GWB, 1957*). W sektorze energetycznym nadal były dopuszczalne porozumienia ograniczające konkurencję, tj. umowy koncesji, umowy o demarkacji i dotyczące przedsiębiorstw powiązanych (*Verbundunternehmen*). Tym samym przedsiębiorstwa energetyczne były *de iure* uwolnione od regulacji ochrony konkurencji, jak zakaz tworzenia kartelu, zakaz wiązania cen (monopolistycznego ustalania cen) i regulacji o ograniczaniu wolności handlu poprzez powiązanie z jednym dostawcą. W tych warunkach możliwy był podział przez przedsiębiorstwa rynku elektroenergetycznego na regionalnie oddzielone obszary działalności (Tweleemann, 2006, s. 45–47).

Głównymi instrumentami prawnymi stały się tzw. umowy o demarkacji i umowy koncesji przedsiębiorstw zaopatrzenia energetycznego z państwowymi jednostkami organizacyjnymi (*Gebietskörperschaft*). W oparciu o umowy koncesji państwowe jednostki organizacyjne przyznawały tym przedsiębiorstwom prawo do dostaw energii do

odbiorców końcowych na obszarze gminy lub miasta (Renz, 2001, s. 69). Integracja wertykalna odbywała się w dwojaki sposób: w niektórych przypadkach wszystkie poziomy łańcucha zaopatrzenia były zintegrowane w ramach przedsiębiorstwa powiązanego, w drugim przypadku – poprzez bezpośredni udział kapitałowy przedsiębiorstwa powiązane kierowały zwłaszcza regionalnymi przedsiębiorstwami zaopatrzenia energetycznego na swoim obszarze dostaw. Powiązania własnościowe i kapitałowe prowadziły do znacznej koncentracji na różnych poziomach zaopatrzenia w energię.

Przedsiębiorstwa zaopatrzenia energetycznego miały możliwość oddzielania swoich obszarów zaopatrzenia poprzez umowy o demarkacji. Tym samym mogły one sobie wzajemnie gwarantować, że nie będą oferowały energii elektrycznej na obszarze dostaw innego przedsiębiorstwa zaopatrzenia energetycznego. Obok tych porozumień horyzontalnych konkurencję mogły wykluczać porozumienia wertykalne zawierane przez przedsiębiorstwa energetyczne na poziomie produkcji, tak między ponadregionalnymi przedsiębiorstwami powiązanymi i komunalnymi dostawcami energii elektrycznej, które były zlokalizowane na tych obszarach dostaw.

Na poziomie odbiorców końcowych system umów o demarkacji został uzupełniony poprzez umowy koncesji, które były zawierane pomiędzy przedsiębiorstwem zaopatrzenia energetycznego a państwową jednostką organizacyjną (miasto lub gmina) i gwarantowały każdorazowo temu przedsiębiorstwu na określony czas wyłączne prawo użytkowania szlaku dostaw, a tym samym wyłączność zaopatrzenia w energię. Za wyłączne użytkowanie publicznych szlaków (koncesja) przedsiębiorstwa zaopatrzenia energetycznego płaciły państwowym jednostkom organizacyjnym (miastom i gminom) stosowną opłatę, tzw. opłatę przedsiębiorstwa użyteczności publicznej (*Konzessionsabgaben*). Jej podstawę prawną stanowiło znowelizowane w grudniu 1991 r. rozporządzenie w sprawie opłat koncesyjnych energii elektrycznej i gazu (*Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas, Konzessionsabgabenverordnung* – KAV). Od 1 stycznia 1992 r. przedsiębiorstwa zaopatrzenia energetycznego mogły ze wszystkimi koncesjodawcami uzgadniać płatność należności do ustawowo określonej wysokości stawki. Podstawą obliczenia była każdorazowo wielkość dostaw energii elektrycznej. W przypadku dostaw dla specjalnych odbiorców obowiązywała jednolita niższa stawka (Schiffer, 2005, s. 187).

Umowy koncesji były prawnym instrumentem, wraz z którym przedsiębiorstwa energetyczne otrzymały od gmin prawo wyłączności do budowy i eksploatacji instalacji energetycznych. Z jednej strony, gminy zobowiązywały się do przekazania przedsiębiorstwom za wniesieniem stosownej opłaty koncesyjnej wyłączne prawo do eksploatacji instalacji na swoim obszarze. Z drugiej strony, przedsiębiorstwa musiały zrezygnować z dostarczania energii odbiorcom końcowym nie mniej korzystnie niż według uzgodnionych warunków.

Na podstawie par. 103 ustawy GWB przedsiębiorstwa gospodarki energetycznej miały możliwość uzgadniania udziału ich mocy produkcyjnych energii elektrycznej i pojemności sieci transportowych w umowach o przedsiębiorstwach powiązanych. Umowy o przedsiębiorstwach powiązanych służyły dostawcom do ustalenia wzajemnych warunków zaopatrzenia. Dopuszczalność wykluczających konkurencję instrumentów w oparciu o ustawę GWB prowadziła do powstania oddzielonych przestrzeni obszarów zaopatrzenia, które zostały zdominowane przez duże przedsiębiorstwa

powiązane. Wobec powyższego, istotne znaczenie miały działania kontrolne w sektorze energii elektrycznej wynikające z określonych regulacji. Ważną rolę odrywał przy tym nadzór w zakresie przestrzegania przepisów antymonopolowych, który powinien uniemożliwić wykorzystanie monopolu zaopatrzenia przez pojedyncze przedsiębiorstwa energetyczne. W praktyce kontrola w zakresie przestrzegania przepisów antymonopolowych nie była pozbawiona trudności, ponieważ dla potwierdzenia nadużycia pozycji zachowanie dostawcy monopolisty musiało zostać porównane z hipotetycznym zachowaniem w warunkach efektywnej konkurencji. W procesie kontroli problemy pojawiały się już na etapie pozyskiwania niezbędnych informacji. Równoległe do nadzoru w zakresie przestrzegania przepisów antymonopolowych funkcjonowały restrykcyjne regulacje dotyczące wejścia na rynek i nowych inwestycji w gospodarce elektroenergetycznej. Kontrola inwestycji została zinstytucjonalizowana na poziomie krajów związkowych. Właściwe urzędy krajowe mogły w pojedynczych przypadkach nie wyrazić zgody na budowę względnie rozbudowę instalacji zaopatrzenia w energię elektryczną, jeśli – w ich ocenie – zagrażałyby realizacji celów polityki energetycznej lub planowaniu przestrzennemu (Tweleermann, 2006, s. 45–47).

Należy stwierdzić, że tradycyjne ramy instytucjonalne gospodarki elektroenergetycznej uformowały się z wielu elementów polityki konkurencji i regulacji, które były zakotwiczone na wielu płaszczyznach. Daleko idący wpływ państwa przejawiał się przede wszystkim w formie rozdzielania koncesji, gwarancji i kontroli inwestycji, za pomocą których skutecznie blokowane było wejście na rynek potencjalnym konkurentom. Niemniej jednak te ramy instytucjonalne były krytykowane. Twierdzono bowiem, że rozległa ingerencja państwa w system zaopatrzenia energii elektrycznej miała określone konsekwencje. Skutkowała przede wszystkim wypaczeniami w poziomie i strukturze cen energii elektrycznej, a tym samym miała pośrednio wpływać niekorzystnie na dobrobyt społeczny (Tweleermann, 2006, s. 45–47). Ramy instytucjonalne gospodarki elektroenergetycznej w Niemczech uległy zasadniczej zmianie dopiero pod koniec lat 90. XX wieku w efekcie implementacji dyrektywy 96/92/WE w ustawie o gospodarce energetycznej. Równie istotne znaczenie w tym względzie miały działania służące adaptacji sektora energii elektrycznej do wymogów kolejnych pakietów energetycznych z 2003 i 2009 r. (zob. Heuterkes, Janssen (red.), 2008; Kreis, 2004; Nagel 2010).

### **Liberalizacja sektora energii elektrycznej w Niemczech**

Ustawa o gospodarce energetycznej (*Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, Energiewirtschaftsgesetz – EnGW*) z 24 kwietnia 1998 r. stworzyła konieczne warunki prawne służące przełamaniu dotychczasowego monopolu i umożliwieniu konkurencji w gospodarce energetycznej. Wprawdzie ustawa zawierała regulacje, które generalnie obowiązywały przedsiębiorstwa zaopatrzenia energetycznego, jednak przepisy, które miały znaczenie dla powstania konkurencji, dotyczyły wyłącznie przedsiębiorstw operujących na rynku energii elektrycznej. W ustawie o gospodarce energetycznej zostały pominięte kwestie utworzenia urzędu regulacji oraz nadzór nad rozwojem struktury rynku. W efekcie powstał oligopol wielkich koncernów energe-



tycznych, które podzieliły się rynkiem energii elektrycznej w Niemczech, a tym samym zdominowały ten rynek (Angenendt, 2007, s. 67–73).

Zasadniczym elementem reformy było zniesienie istniejących przez dziesięciolecia regulacji wyjątkowych dla przedsiębiorstw energetycznych i związane z tym otwarcie dotychczasowych monopolu na danym obszarze. Ramy ochrony konkurencji w Niemczech charakteryzowały trzy cechy. Po pierwsze, niemiecki ustawodawca zdecydował się na pełne otwarcie rynku, tzn. poprzez usunięcie barier dla konkurencji została przyznana wszystkim odbiorcom końcowym możliwość wolnego wyboru dostawcy energii elektrycznej. Po drugie, nie przewidziano państwowej ingerencji w struktury rynku, w szczególności żadnych ograniczeń dla integracji wertykalnej. Spośród metod rozdziału przedsiębiorstw zintegrowanych wertykalnie zawartych w dyrektywie 96/92/WE wraz rozdziałem rachunkowym została przyjęta w Niemczech najmniej restrykcyjna procedura. Trzecią specyficzną cechą niemieckiego modelu była regulacja dostępu do sieci. Niemcy zdecydowały się w przeciwieństwie do innych państw członkowskich UE na wariant negocjowanego dostępu do sieci (*Negotiated Third Party Access*, NTPA). W porównaniu do regulowanego dostępu do sieci (*Regulated Third Party Access*, RTPA) warunki dla dostępu pojedynczych dostawców i odbiorców energii elektrycznej nie powinny być ustalone przez państwowe organy nadzorcze, lecz być negocjowane przez zainteresowane podmioty. Według ustawodawcy kontrola warunków dostępu do sieci powinna być zapewniona poprzez nadzór w zakresie przestrzegania przepisów antymonopolowych przez Federalny Urząd Antymonopolowy *ex post*. Po dokonaniu pierwszej oceny Federalny Urząd Antymonopolowy musiał wprowadzić wskazać, że efektywna kontrola dostępu do sieci nie była możliwa na podstawie istniejącego wówczas prawa konkurencji (Twelemaan, 2006, s. 48–49).

Ustawa o gospodarce energetycznej z 1998 r. stworzyła warunki ramowe dla dobrowolnych porozumień partnerów rynkowych – w odniesieniu do wolnego od dyskryminacji dostępu do istniejących sieci. Pierwsze tego typu porozumienie w sektorze elektroenergetycznym (*Verbändevereinbarung*, VV I) z 22 maja 1998 r. zawierało kryteria określające opłaty za dostęp do sieci przesyłowej, zaś porozumienie z 13 grudnia 1999 r. (*Zweite Verbändevereinbarung*, VV Strom II) dotyczące eksploatacji sieci elektroenergetycznej, weszło w życie 1 stycznia roku 2000 i miało obowiązywać przez dwa lata. Zrezygnowano z podziału niemieckiego rynku energii elektrycznej na dwie strefy handlowe (północ i południe). Porozumienie z 13 grudnia 2001 r. (*Verbändevereinbarung II plus*; VV II plus), po wejściu w życie 1 stycznia 2002 r. (było ograniczone do dwóch lat) stworzyło instrumenty służące lepszemu porównywaniu cen za użytkowanie sieci. Poza tym uprościło procedurę zmiany dostawcy dla prywatnych klientów oraz ułatwiało handel energią elektryczną w perspektywie krótkoterminowej (zob. Krisp, 2008, s. 134–136).

Pierwsze porozumienie (VV I) zawarte przez *Bundesverband der Deutschen Industrie* (BDI), *Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft* (VIK) i *Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.* (VDEW) zawierało tylko nieprecyzyjnie sformułowane wytyczne dla kształtu dostępu do sieci. Pojedynczy operatorzy sieci mieli tym samym duże możliwości przy ustalaniu ceny za dostęp. Dla użytkowników sieci system był nieprzejrzysty, a co za tym idzie w wysokim stopniu ograniczający konkurencję. Zasadniczym problemem było uwzględnianie w tym porozumieniu modelu *Punkt-zu-*

*Punkt* dla przepływu w sieci – podstawą obliczenia opłaty był odcinek między węzłem doprowadzania do sieci dostawcy a węzłem pobrania odbiorcy. Słabością tego modelu było wprowadzenie uzależnionego od odległości obliczenia opłaty za dostęp do sieci, które w ocenie ekspertów prowadziło bezpośrednio do regionalnych ograniczeń konkurencji na poziomie produkcji i handlu. Krytykowano brak ekonomicznego uzasadnienia dla takiego sposobu obliczania opłaty, ponieważ przepływ energii elektrycznej w sieci na podstawie fizycznych warunków w zasadzie nie zgadzał się z negocjowanymi ścieżkami kontraktu. Dochodziło do licznych sporów między niezależnymi dostawcami energii elektrycznej a lokalnymi operatorami sieci co do warunków przepływu energii elektrycznej.

28 września 1999 r. VDEW, VIK, BDI wraz z *Deutsche Verbundgesellschaft e.V.* (DVG), *Arbeitsgemeinschaft Regionaler Energieversorgungsunternehmen* (ARE) oraz *Verband kommunaler Unternehmen e.V.* (VKU) porozumieli się co do zasadniczych punktów nowego porozumienia (*Gemeinsames Kommuniqué...*, 1999; SZ, 1999; Schiltz, 1999), które zostało podpisane 13 grudnia 1999 r., a weszło w życie 1 stycznia 2000 r. Dotychczasowy model *Punkt-zu-Punkt* został zastąpiony modelem *Anschluss-Punkt-Modell*, w ramach którego każdy użytkownik sieci musiał zapłacić ryczałtową opłatę, która służyć miała jako „opłata dostępu” do systemu. Model nie opierał się na odcinku między węzłem przyłączenia do sieci, a węzłem odbioru, lecz wyłącznie na węzłach przyłączenia do sieci. Opłata ta nie wynikała z zależności od określonego stosunku dostaw, lecz była opłatą ryczałtową. Użytkownik sieci odprowadzał opłatę do operatora sieci, do którego sieci był bezpośrednio przyłączony, jednakowoż tym samym otrzymywał dostęp do sieci w całych Niemczech. Postępem w ramach porozumienia VV II było ustalenie głównych zasad, które operatorzy sieci musieli uwzględniać przy kalkulacji opłaty za przepływ w sieci. Wkrótce okazało się, iż mimo zasad kalkulacji operatorzy sieci posiadali znaczne możliwości w zakresie obliczenia ich opłat za dostęp do sieci, np. indywidualny dodatek związany z ryzykiem (*Risikozuschlag*). Niemniej jednak w ocenie ekspertów porozumienie VV II zwiększyło transparentność opłaty za dostęp do sieci.

W kwietniu 2001 r. został przedstawiony raport krytyczny wobec istniejących regulacji. Wskazano w nim, że poziom pobieranej opłaty za użytkowanie sieci był zawyżony. Za przyczynę tego stanu rzeczy uznano niewystarczające możliwości efektywnej kontroli operatorów sieci w ramach nadzoru przestrzegania przepisów antymonopolowych. Zaakcentowano, iż na bazie istniejącego prawa konkurencji nie mogła się odbyć kontrola *ex ante* opłaty za przepływ, ponieważ stosowne urzędy mogą być aktywne tylko na podstawie przepisów GWB, gdy podejrzewa się nadużycie pozycji na rynku. Kolejnym punktem krytyki były ograniczone możliwości poszerzenia nadzoru w zakresie przestrzegania przepisów antymonopolowych. Ponadto podkreślono problemy przy dostarczaniu i ocenianiu informacji, co ograniczało możliwości porównywania cen (Bundeskartellamt, 2001).

Porozumienie VV II plus, które stworzyło nowe warunki ramowe dla dostępu do sieci, zostało wynegocjowane 13 grudnia 2001 r., a weszło w życie 1 stycznia 2002 r. Porozumienie zawarły VDEW, VIK, BDI, VDN, ARE (od maja 2002 r. *Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorgungsunternehmen in Deutschland e.V.* – VRE) i VKU. W porozumieniu znalazły się zapisy, które były odzwierciedle-

niem krytyki zawartej w raporcie Urzędu Antymonopolowego. System dostępu do sieci został nieco zmodyfikowany, poprzez uściślenie wytycznych dotyczących obliczania opłaty i uzupełnienie poprzez tzw. postępowanie porównawcze rynku (*Vergleichsmarktverfahren*). Celem tej regulacji było umożliwienie lepszej kontroli opłaty za dostęp do sieci. Procedura porównawcza rynku przewidywała pogrupowanie różnych operatorów sieci w oparciu o trzy kryteria strukturalne – gęstość mieszkańców, stopień okablowania i region – w zróżnicowane klasy. Miało to zagwarantować, iż opłaty wobec operatorów sieci będą wnoszone zgodnie z przynależnością do danej klasy, i dzięki czemu będą strukturalnie porównywalne. Według VV II plus wszystkie opłaty musiały być opublikowane i na bieżąco ze sobą porównywane (Tweleemann, 2006, s. 51–52). Ogólnie należy stwierdzić, że VV II plus nie zmieniło zasadniczo sytuacji. Chociaż przymus publikowania opłat za dostęp do sieci zwiększał transparentność na niemieckim rynku energii elektrycznej, to jednak nie zostały usunięte zasadnicze ograniczenia efektywnej konkurencji na rynku.

Kolejnym krokiem w kierunku liberalizacji niemieckiego rynku energii była tzw. druga nowelizacja ustawy o gospodarce energetycznej z 7 lipca 2005 r. Wdrożenie dyrektywy 2003/54/WE w państwach członkowskich miało nastąpić do 1 lipca 2004 r. Proces implementacji dyrektywy przez Niemcy był przedmiotem postępowań Komisji Europejskiej. Po upływie terminu transpozycji drugiego pakietu energetycznego, Komisja Europejska już w październiku 2004 r. wszczęła postępowanie przeciw Niemcom o naruszenie art. 226 TWE. W marcu 2005 r. przesłała Niemcom pismo prezentujące stanowisko uzupełnione o powody rozpoczęcia postępowania. Niemcy musiały w krótkim czasie znowelizować ustawę o gospodarce energetycznej, aby uniknąć pozwu do Trybunału Sprawiedliwości.

Jesienią 2004 r. rząd federalny wniósł projekt nowelizacji ustawy o gospodarce energetycznej, którym Bundestag miał się zająć w październiku 2004 r. (pierwsze czytanie). 13 kwietnia 2005 r. swoje prace zakończyła Komisja Gospodarki. 15 kwietnia 2005 r. głosami koalicji rządowej projekt został przyjęty w drugim i trzecim czytaniu. 29 kwietnia 2005 r. Bundesrat zdecydował o powołaniu Komisji Mediacji zgodnie z art. 77 ust. 2 Ustawy Zasadniczej. Bundesrat uzasadniał swoją decyzję tym, że część przepisów zawartych w ustawie przegłosowanej w Bundestagu nie będzie służyła zapewnieniu konkurencji na rynku energii elektrycznej. Stąd też za konieczne uznano zmiany głównie w obszarze pozwolenia na opłatę za dostęp do sieci *ex-ante*, regulacji dotyczących dekartelizacji i udziału krajów związkowych. 15 czerwca 2005 r. Komisja Mediacji przedłożyła zalecenia, które uwzględniały wątpliwości Bundesratu. Zostały wprowadzone zapisy dotyczące krajowych urzędów regulacji nakładających regulacje na małe przedsiębiorstwa zaopatrzenia energetycznego oraz obowiązek pozwolenia *ex-ante* dla opłaty za dostęp do sieci. Uchwałą Komisji Mediacji Bundestag przyjął 16 czerwca (Bundestag, 2005), a Bundesrat – 17 czerwca 2005 r. Znowelizowana ustawa weszła w życie 13 lipca 2005 r. (EnWG 2005; zob. Wieczorek, 2014).

Główne punkty znowelizowanej ustawy dotyczyły m.in. regulowanego dostępu do sieci przesyłowych, prawnego rozdziału od pozostałych form aktywności wertykalnie zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych (ale nie właścicielskiego) oznaczającego, że przedsiębiorstwa te mają zapewnić, aby związani z nimi według par. 3 nr 38 EnWG operatorzy sieci przesyłowych pod względem swojej formy prawnej byli nie-

zależni od innych aktywności w obszarze zaopatrzenia energetycznego; rozdziału operacyjnego – według par. 8 EnWG przedsiębiorstwa zintegrowane wertykalnie miały zapewnić niezależność swoim operatorom sieci odnośnie organizacji, władzy decyzyjnej i wykonywania eksploatacji sieci; rozdziału księgowego uregulowanego w par. 10 EnWG; rozdziału informacyjnego regulowanego w par. 9 EnWG, którego adresatami są przedsiębiorstwa zintegrowane wertykalnie i operatorzy sieci; regulacji sieci zaopatrzenia, która powinna zapewnić wolny od dyskryminacji dostęp do sieci w sektorach gazu i energii elektrycznej oraz powołania urzędu regulacji rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego – *Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn*, w miejsce dotychczasowego Urzędu Regulacji Telekomunikacji i Poczty (*Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post*) (Angenendt, 2007, s. 102–175).

Szczegółowe regulacje dotyczące warunków dostępu do sieci elektroenergetycznej i opłat za dostęp do nich zostały zawarte w rozporządzeniach z 25 lipca 2005 r. *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgung* (*Stromnetzzugangsverordnung* – StromNZV), *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgung* (*Stromnetzentgeltverordnung* – StromNEV).

Natomiast nowelizacja ustawy z 26 lipca 2011 r. służyła transpozycji trzeciego pakietu energetycznego i dotyczyła takich kwestii, jak rynek i konkurencja, w tym rozdział sieci transportowej (trzy modele w sektorze elektroenergetycznym: rozdział własnościowy, ISO, ITO), procedura certyfikacji dla operatorów sieci transportowej przez *Bundesnetzagentur*, dostęp do magazynów gazu; plany rozwoju sieci; zmienne taryfy i wspieranie inteligentnych systemów pomiaru oraz wzmocnienie praw konsumentów (EnWG 2011).

### **Nadużywanie przez przedsiębiorstwa energetyczne pozycji dominującej w sektorze energii elektrycznej w Niemczech**

Liberalizacja sektora energii elektrycznej w Niemczech natrafiała na liczne trudności i ograniczenia. Wśród wielu barier wymienić należy przede wszystkim brak konkurencji związany z dominującą pozycją przedsiębiorstw energetycznych.

W art. 102 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) zawarto zakaz nadużywania „przez jedno lub większą liczbę przedsiębiorstw pozycji dominującej na wspólnym rynku lub na znacznej jego części w zakresie, w jakim może to wpływać na handel między państwami członkowskimi”. Art. zawiera otwarty wykaz praktyk będących przejawem nadużywania pozycji dominującej. „Nadużywanie takie może polegać w szczególności na: a) narzucaniu w sposób bezpośredni lub pośredni niesłusznym cen zakupu lub sprzedaży albo innych niesłusznym warunków transakcji; b) ograniczaniu produkcji, rynków lub rozwoju technicznego ze szkodą dla konsumentów; c) stosowaniu wobec partnerów handlowych nierównych warunków do świadczeń równoważnych i stwarzaniu im przez to niekorzystnych warunków konkurencji; d) uzależnianiu zawarcia kontraktów od przyjęcia przez partnerów zobowiązań dodatkowych, które ze względu na swój charakter lub zwyczaje handlowe nie mają związku z przedmiotem tych kontraktów”. Nad stosowaniem zasad określonych w art. 102 (i art. 101) zgodnie z art. 105 TFUE czuwa Komisja Europejska.

Komisja Europejska wszczęła postępowania dotyczące naruszania art. 102 TFUE przez niemieckie koncerny RWE i E.ON.

20 kwietnia 2007 r. Komisja Europejska wszczęła postępowanie w sprawie spółki RWE działającej na rynku energii elektrycznej. Zdaniem Komisji Europejskiej RWE (przedsiębiorstwo zintegrowane wertykalnie) właściciel spółek zarządzających sieciami przesyłowymi dopuszczało się praktyk, w wyniku których mogli być wyeliminowani z niemieckiego rynku energii elektrycznej potencjalni konkurenci RWE. Komisja Europejska podejrzewała kontrolowane przez RWE spółki zarządzające sieciami przesyłowymi o utrudnianie do nich dostępu, zawyżanie opłat za ich wykorzystanie oraz niepodjęcie działań na rzecz zwiększenia mocy przesyłowych. Poprzez wszczęcie postępowania przeciwko RWE Komisja Europejska zamierzała doprowadzić do wydania decyzji nakazującej przedsiębiorstwu rozdział własnościowy, polegający na nakazie wyzbycia się (sprzedaży) posiadanych przez nie sieci, grożąc przy tym RWE wysoką karą pieniężną. W wyniku prowadzonego postępowania przedsiębiorstwo samo zobowiązało się do sprzedaży posiadanych sieci przesyłowych, zamierzając skupić się na samej tylko działalności w zakresie dostaw energii (Komisja Europejska, 2008a). Komisja Europejska zaakceptowała zobowiązanie złożone przez RWE, wydając decyzję z dnia 18 marca 2009 r. (Komisja Europejska, 2009).

Analogiczne działania Komisja Europejska podjęła wobec koncernu E.ON. W 2006 r. KE wszczęła postępowanie wyjaśniające na rynku energii elektrycznej w ramach czynności związanych z badaniem sektorowym (Komisja Europejska, 2006). W trakcie postępowania wyjaśniającego Komisja Europejskiego doszła do wniosku, że E.ON mógł nadużyć swojej pozycji dominującej na rynku na dwa sposoby: po pierwsze, jako hurtownik na rynku energii elektrycznej poprzez strategiczne ograniczanie zdolności produkcyjnych niektórych elektrowni na rynku hurtowym w celu podbicia ceny, przy czym dodatkowo KE miała obawy, że spółka E.ON opracowała i wdrożyła strategię mającą na celu zniechęcenie stron trzecich do inwestowania w produkcję energii; po drugie, jako operator systemu przesyłowego poprzez uprzywilejowanie własnej produkcji na wtórnym rynku bilansującym energii elektrycznej (Komisja Europejska, 2008b). W odniesieniu do pierwszej kwestii, E.ON zobowiązał się do zbycia około 5000 mocy wytwórczych instalacji wykorzystujących paliwa kopane i odnawialne źródła energii w Niemczech (energia wiatrowa, energia jądrowa, węgiel kamienny i brunatny, elektrownie szczytowo-pompowe). Według KE takie zbycie zneutralizuje bodźce do wstrzymywania zdolności produkcyjnych, a poprzez to także wzrost cen. Ponadto konkurenci otrzymają łatwiejszy dostęp do nowych elektrowni, których nie są właścicielami. Natomiast w odniesieniu do drugiej kwestii, w czerwcu 2008 r. E.ON zobowiązał się do sprzedaży posiadanych przez siebie sieci przesyłowych, a 26 listopada 2008 r. Komisja Europejska przyjęła decyzję (zgodnie z art. 9 Rozporządzenia Rady (WE) nr 1/2003) w sprawie zobowiązań, na podstawie której mocy wiążącej nabrały zobowiązania zaproponowane przez E.ON (Europäische Kommission, 2008; zob. Hofmann, 2013, s. 304–307). Ostatecznie 10 listopada 2009 r. E.ON podpisał umowę sprzedaży elektroenergetycznej sieci przesyłowej z holenderskim, państwowym koncernem TenneT.

W przypadku koncernów RWE i E.ON, będących właścicielami sieci i faworyzujących własne spółki przy udzielaniu dostępu do sieci, Komisja Europejska poprzez podjęcie przeciwko nim postępowań doprowadziła do ich podziału. Natomiast koncern



Vattenfall Europe bez nacisków Komisji Europejskiej podjął 25 lipca 2008 r. decyzję o sprzedaży elektroenergetycznych sieci przesyłowych, obejmujących całe wschodnie Niemcy. Koncern uznał, że sprzedaż sieci będzie dla niego korzystniejsza, zanim dojdzie do odebrania firmom energetycznym kontroli nad przesyłem. W połowie marca 2010 r. koncern podpisał umowę sprzedaży elektroenergetycznej sieci przesyłowej konsorcjum składającemu się z belgijskiego operatora przesyłowego Elia (60% udziałów) i australijskiego funduszu inwestycyjnego IMF (40%).

### **Oddziaływanie liberalizacji na niemiecki rynek energii elektrycznej – struktura rynku energii elektrycznej w Niemczech**

Rynek energii elektrycznej w Niemczech podlegał stopniowym zmianom. Jednym z podstawowych celów tych zmian jest liberalizacja zmierzająca do wprowadzenia zasad konkurencji w zakupie i sprzedaży energii elektrycznej. W jej efekcie zmienione zostały mechanizmy kształtowania cen, ustanowiona została giełda energii elektrycznej, wzmocniona została orientacja na klienta, możliwy stał się wybór dostawcy energii, zwiększeniu uległa oferta nowych taryf i produktów. Ponadto do istotnych zmian na rynku energii elektrycznej spowodowanych liberalizacją należy zaliczyć:

- nową organizację przedsiębiorstw – uregulowany został dotychczas zintegrowany łańcuch wartości dodanej. Rozdzielone zostały rodzaje działalności przedsiębiorstw poczynając od dostarczania energii pierwotnej, poprzez produkcję energii elektrycznej i zarządzanie siecią, a na dystrybucji i handlu energią elektryczną skończywszy;
- redukcję – wskutek fuzji i przejęć – liczby przedsiębiorstw działających w latach 90. XX wieku na rynku z dziewięciu do czterech koncernów: RWE, E.ON, EnBW i Vattenfall Europe oraz tworzenie przez firmy aliansów na poziomie regionalnym i lokalnym;
- wejście na rynek nowych dostawców z kraju i z zagranicy. Liberalizacja prowadziła także do wejścia licznych nowych dostawców, spośród których około 200 aktorów jest nadal aktywnych na rynku. Pierwszą dużą nową firmą wprowadzoną na rynek była Yello, spółka-córka EnBW, która zyskała w krótkim czasie ponad milion klientów. Z kolei Eprimo GmbH jest aktywne na rynku od 1 lipca 2005 r. Przy czym od 2007 r. Eprimo jest główną spółką sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego przez RWE (spółka dystrybucyjna RWE). Zmiany na niemieckim rynku energii elektrycznej zachodziły równolegle z umiędzynarodowieniem. Wspomniane wyżej przedsiębiorstwo Vattenfall Europe AG należy do szwedzkiego koncernu Vattenfall AB. Inne przykłady zagranicznych przedsiębiorstw obecnych na niemieckim rynku energii elektrycznej to Statkraft Markets GmbH (należy w 100% do norweskiej firmy Staat) i GDF Suez Energie Deutschland AG. Obok tych firm na rynku obecne były lub są również spółki tworzone przez gminy lub związki gminne oraz niezależni dostawcy np. TelDaFax, FlexStrom czy Bonus Strom (Schiffer, 2014, s. 236–240).

Uwzględniając, iż system bezpieczeństwa zaopatrzenia energetycznego opiera się na trzech poziomach związanych z produkcją, dystrybucją i dostawami, należy

zauważyć iż pod koniec lat 90. XX w. w Niemczech ponadregionalny poziom był reprezentowany przez osiem przedsiębiorstw powiązanych, które produkowały łącznie około 79% energii elektrycznej i były operatorami sieci. Niemniej jednak na tym poziomie istniały różnice. Podczas gdy niektóre przedsiębiorstwa przynajmniej częściowo od produkcji do zaopatrzenia odbiorców końcowych kierowały całym łańcuchem wartości dodanej zaopatrzenia energetycznego (RWE, VEW, EnBW, BEWAG, HEW), aktywność firm PreussenElektra AG, Bayernwerk AG i VEAG ograniczała się do produkcji energii elektrycznej i przesyłu. Na poziomie regionalnym około 80 regionalnych przedsiębiorstw zaopatrzenia energetycznego miało około 10% udział w produkcji energii elektrycznej, zaopatrywało odbiorców końcowych i było jednocześnie pośrednikami-dostawcami dla trzeciego lokalnego poziomu zaopatrzenia energetycznego. Około 900 lokalnych względnie komunalnych przedsiębiorstw zaopatrzenia energetycznego, tzw. przedsiębiorstwa miejskie, zaopatrywało odbiorców końcowych na swoim obszarze gminnym w gaz, wodę i ciepło. Łącznie wytwarzały one około 11% energii elektrycznej w Niemczech. Obszary zaopatrzenia były oddzielone zarówno wertykalnie, jak i horyzontalnie pomimo powiązania sieciami (Renz, 2001, s. 69).

Postępująca liberalizacja rynku energetycznego powodowała istotne zmiany w strukturze rynku poprzez wyraźny wzrost koncentracji zarówno na płaszczyźnie horyzontalnej, jak i wertykalnej. W proces konsolidacji zaangażowane były liczne przedsiębiorstwa z różnych obszarów wewnątrz sektora elektroenergetycznego. Z perspektywy polityki konkurencji podkreśla się zmiany w dużych przedsiębiorstwach powiązanych, które miały udziały w elektrowniach i były operatorami sieci.

W styczniu 1997 r. kraj związkowy Badenia-Wirtembergia zdecydował o dokonaniu fuzji należących do niego w większości dwóch przedsiębiorstw zaopatrzenia energetycznego Badenwerk AG i Energie-Versorgung Schwaben AG (EVS) w przedsiębiorstwo Energie Baden-Württemberg (EnBW). Spółki-córki dawnego EVS – Überlandwerk Jagstkreis AG w Ellwangen oraz Mittelschwäbische Überlandzentrale AG w Giengen an der Brenz zdecydowały w lipcu 1999 r. z mocą wsteczną 1 stycznia 1999 r. dokonać fuzji w EnBW Ostwürttemberg-Donau Ries AG (ODR). Zgodę na fuzję wydał Federalny Urząd Antymonopolowy. W styczniu 2000 r. kraj związkowy Badenia-Wirtembergia sprzedał swój udział 25,1% za 2,4 mld euro francuskiemu koncernowi EDF. Zgoda na sprzedaż została wydana 7 lutego 2002 r. przez Komisję Europejską. W październiku 2003 r. nastąpiła fuzja EnBW z Neckarwerke Stuttgart AG. W grudniu 2005 r. EnBW przejął poprzez przejęcie dalszych 25,5% za cenę kupna 361 mln euro większość 55% w Stadtwerke Düsseldorf. W lipcu 2009 r. EnBW uzyskała 26% udziałów w koncernie EWE AG. Także ta fuzja uzyskała zgodę Federalnego Urzędu Antymonopolowego (szerzej: Becker, 2011).

W latach 2000 i 2001 doszło do dwóch wielkich fuzji, między przedsiębiorstwami powiązanymi RWE i VEW oraz VEBA i VIAG, z których powstały odpowiednio RWE i E.ON. Obie fuzje uzyskały zgodę Federalnego Urzędu Antymonopolowego. Natomiast udziały w VEAG przejął Vattenfall Europe; ponadto połączył się z ówczesnymi miejskimi dostawcami energii elektrycznej z Hamburga i Berlina – HEW, BEWAG i LAUBEG. W efekcie tych fuzji wyłoniły się cztery duże przedsiębiorstwa, które razem kontrolowały około 90% niemieckiej produkcji energii elektrycznej: RWE,

E.ON, EnBW i Vattenfall Europe. Konsolidacja dużych przedsiębiorstw powiązanych zmieniała sytuację także w odniesieniu do sieci przesyłowych. Od tego czasu na płaszczyźnie sieci przesyłowych system energii elektrycznej był podzielony na cztery duże strefy, w których koncerny kontrolowały użytkowanie sieci i miały udziały w elektrowniach (Tweleermann, 2006, s. 54–55).

Dla porównania, pod koniec 2009 r. koncerny RWE, E.ON, EnBW i Vattenfall Europe miały 84% udział w mocy elektrowni i 86% udział w produkcji energii elektrycznej. W strukturze rynku energii elektrycznej było 60 regionalnych przedsiębiorstw oraz ponad 800 lokalnych i komunalnych dostawców energii elektrycznej (*Stromversorger*). Natomiast pod koniec 2013 r. cztery koncerny miały 43% udział w mocy elektrowni i 61% udział w produkcji energii elektrycznej. Od 2006 r. przedsiębiorstwa utraciły 14% udziału w rynku w ramach poziomu wartości dodanej – produkcja (mierzona łączna produkcja energii elektrycznej netto).

Obecnie operatorami sieci przesyłowej (TSO) są cztery firmy: Amprion GmbH (zachodnie Niemcy), TenneT TSO GmbH (środkiem Niemiec z północy na południowy-wschód), EnBW Transportnetz AG (Badenia-Wirtembergia i Vorarlberg), 50Hertz Transmission GmbH (wschodnie Niemcy). Natomiast liczba operatorów systemu dystrybucyjnego (DSO) w Niemczech to około 940 przedsiębiorstw. Są to zarówno operatorzy sieci, którzy wprawdzie należą do dużych przedsiębiorstw pod względem własnościowym, jednakże istnieje rozdział prawny, organizacyjny i księgowy, jak też regionalni i lokalni dostawcy energii elektrycznej. Regionalni dostawcy energii elektrycznej sprzedają wyprodukowaną energię elektryczną przez dostawców aktywnych ponadregionalnie i inne przedsiębiorstwa, jak również wyprodukowaną we własnych elektrowniach, do lokalnych dostawców jak też odbiorców końcowych. Pole aktywności lokalnych dostawców energii elektrycznej było w przeszłości ograniczone do pojedynczych gmin. Postrzegane one były przez pryzmat ich funkcji dystrybucyjnych. Dużą część zapotrzebowania na energię elektryczną pokrywa większość tych przedsiębiorstw, które są przeważnie własnością gmin, przede wszystkim przez zakupy spółek z różnych poziomów rynku. Te zakupy są uzupełniane po części przez produkcję energii elektrycznej we własnych elektrowniach. Łącznie jest około 800 lokalnych i komunalnych przedsiębiorstw w obszarze zaopatrzenia w energię elektryczną (Schiffer, 2014, s. 204).

### Podsumowanie

Wraz z decyzją o ograniczonym otwarciu rynków energii elektrycznej (i gazu ziemnego), regulacji dotyczących rozdziału produkcji energii elektrycznej od przesyłu, jak i ograniczonym dostępem stron trzecich do sieci, Komisja uruchomiła w latach 90. XX wieku proces liberalizacji sektora energetycznego. Niemniej jednak wielość regulacji wyjątkowych i ograniczeń przy wdrażaniu regulacji powodowała konieczność kontynuowania procesu liberalizacji, a następnie budowy wewnętrznego rynku energii UE. Świadczyć może o tym przykład niemieckich regulacji dotyczących negocjowanego dostępu do sieci, które okazały się przeszkodą dla wejścia na rynek zagranicznych dostawców. Radykalny rozdział sieci i eksploatacji według

Komisji Europejskiej był rozwiązaniem i jednocześnie środkiem prewencyjnym przeciw nadużywaniu przez przedsiębiorstwa energetyczne pozycji dominującej na rynkach energii.

Liberalizacja rynku energii elektrycznej w Niemczech postępowała wskutek dostosowania ustawodawstwa do unijnych regulacji, przy czym najbardziej znaczące zmiany w tym sektorze nastąpiły pod koniec lat 90. i na początku XXI wieku. Postępująca liberalizacja powodowała istotne zmiany w funkcjonowaniu przedsiębiorstw energetycznych; szczególnie wzrosła w tym okresie aktywność w sferze przekształceń i ruchów własnościowych w sektorze elektroenergetycznym w Niemczech. Rynek energii elektrycznej w Niemczech podlegał sukcesywnym zmianom, jednak proces liberalizacji nie przebiegał bezproblemowo. Ograniczenia wiązały się przede wszystkim z brakiem efektywnej konkurencji z powodu dominującej pozycji przedsiębiorstw energetycznych i niewystarczającego rozdziału skonsolidowanych podmiotów, zwłaszcza na poziomie dystrybucji.

### Bibliografia

- Angenendt N. (2007), *Unbundling im internationalen Vergleich: Rechtliche Entwicklungen in Deutschland im Zuge der Liberalisierung des Strombinnenmarktes im Vergleich zu Österreich*, „Studien zur Rechtswissenschaft”, Hamburg.
- Becker P. (2011), *Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne. Zugleich ein Beitrag zur Entwicklung des Energierechts*, Bochum.
- Bundeskartellamt (2001), *Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder vom 19. April 2001*, <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB132-05c.pdf>, 15.06.2017.
- Bundestag (2005), *BT-Drucksache 15/5736 (neu) vom 15. Juni 2005*.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. *dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE*, Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009.
- Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. *dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE*, Dz. Urz. UE L 176 z 15.07.2003.
- Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. *dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej*, Official Journal L 027, 30/01/1997.
- EnWG (2011), *Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 28. Juli 2011* (BGBl. I 2011, S. 1554), [https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BGBl\\_2011\\_I\\_1554.pdf](https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BGBl_2011_I_1554.pdf), 10.06.2017.
- EnWG (2005), *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005*, BGBl. I S. 1970, 3621.
- EnWG (1935), *Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) vom 13. Dezember 1935*, StF: dRGBl. I S. 1451/1935.
- Europäische Kommission (2008), *Entscheidung vom 26. November 2008, Sachen COMP/39.388 – Deutscher Stromgrosshandelsmarkt und COMP/39.389 – Deutscher Regelenenergiemarkt*, [http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/39388/39388\\_2795\\_3.pdf](http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39388/39388_2795_3.pdf), 10.06.2017.

- Evans R. (1989), *Property Rights, Markets and Competition in Electricity Supply*, w: *Privatisation and Competition. A Market Prospectus*, IEA.
- Fischer S. (2011), *Auf dem Weg zur gemeinsamen Energiepolitik. Strategien, Instrumente und Politikgestaltung in der Europäischen Union*, Baden-Baden.
- Gemeinsames Kommuniqué (1999), *Eckpunkte einer weiterentwickelten Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netzentgelten für elektrische Energie*, 28.09.1999, <http://www.iwr.de/re/eu/recht/verb9901.html>, 20.06.2017.
- GWB (1957), *Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen vom 27. Juli 1957*, [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=//%5B@attr\\_id=%27bgbl157s1081.pdf%27%5D#\\_\\_bgbl\\_\\_%2F%2F%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl157s1081.pdf%27%5D\\_\\_1501271252393](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=//%5B@attr_id=%27bgbl157s1081.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl157s1081.pdf%27%5D__1501271252393), 10.06.2017.
- Heuterkes M., Janssen M. (red.) (2008), *Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland*, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, „Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung“, nr 29.
- Hofmann M. (2013), *Regulierung und Wettbewerb. Koordinationsmechanismen im europäischen Energiesektor*, Zürich.
- Komisja Europejska (2009), *Informacja prasowa z 18 marca 2009 r.*, IP/09/410.
- Komisja Europejska (2008a), *Informacja prasowa z 31 maja 2008 r.*, MEMO/08/355.
- Komisja Europejska (2008b), *Informacja prasowa z 12 czerwca 2008 r.*, MEMO/08/396.
- Komisja Europejska (2006), *Informacja prasowa z 12 grudnia 2006 r.*, MEMO/06/483.
- Koppenfels von U. (2010), *Mehr Wettbewerb durch wirksame Entflechtung der Strom- und Gasversorgungsnetze. Das dritte Liberalisierungspaket zum Energiebinnenmarkt der Europäischen Union*, w: F. A. Dratwa et al., *Energiewirtschaft in Europa. Im Spannungsfeld zwischen Klimapolitik, Wettbewerb und Versorgungssicherheit*, Berlin–Heidelberg.
- Kreis C. (2004), *Deregulierung und Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft: theoretische und empirische Befunde*, Baden-Baden.
- Krisp A. (2008), *Die deutsche Stromwirtschaft. Interessenkonflikte, Klimaschutz und Wettbewerb*, Frankfurt/Main [u.a.].
- Nagel B. (2010), *Nachhaltige Strom- und Gasversorgung im Lichte Wettbewerbsrechts*, Berlin.
- Presser F. M. W. (2011), *Grenzüberschreitender Stromhandel. Die Entwicklung zu einem europäischen Binnenmarkt für Strom*, Frankfurt/Main.
- Rada (2008), *Dokument Rady z dnia 11 czerwca 2008 r.*, nr 10513/08.
- Renz T. (2001), *Vom Monopol zum Wettbewerb. Die Liberalisierung der deutschen Stromwirtschaft*, Opladen.
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009 r.
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009 r.
- Rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, Dz. Urz. UE L 176 z 15.07.2003 r.
- Schiffer H.-W. (2014), *Energiemarkt Deutschland, Jahrbuch 2015: Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien*, Köln.
- Schiffer H.-W. (2005), *Energiemarkt Deutschland*, Köln.
- Schiltz Ch. B. (1999), *Der Strommarkt wird weiter geöffnet. Verbände einigen sich auf Durchleitungsregeln – Abkommen soll Anfang 2000 in Kraft treten*, „Die Welt“, 30.09.



- Sternig B. (2009), *Versorgungssicherheit im Elektrizitäts- und Erdgasmarkt*, Wien.
- SZ (1999), *Verbände einigen sich auf Regelwerk für den Strommarkt*. Müller: Gute Basis für Wettbewerb, „Süddeutsche Zeitung”, 30.09.
- Timofeeva E. (2012), *Unbundling in der russischen Elektrizitätswirtschaft im Vergleich zum deutschen und europäischen Energierecht*, Frankfurt/Main.
- Tweleemann S. (2006), *Stromwirtschaft im Spannungsfeld zwischen Wettbewerb und Klimapolitik. Eine Untersuchung am Beispiel des deutschen Strommarktes*, Frankfurt am Main [u.a.].
- Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas* (Konzessionsabgabenverordnung – KAV), vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), <https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kav/gesamt.pdf>, 20.06.2017.
- Wieczorek A. (2014), *Europäisierung des nationalen Energierechts? Der energierechtliche Handlungsspielraum der EU-Mitgliedstaaten im Spannungsfeld supranationaler Normgebung*, Berlin.

### Streszczenie

Problematyka artykułu koncentruje się na wybranych aspektach procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej w Niemczech w kontekście zainicjowanej w latach 90. XX wieku liberalizacji rynku energii elektrycznej (i gazu ziemnego) w Unii Europejskiej. W artykule przedstawiono kształt sektora energii elektrycznej w Niemczech przed liberalizacją, jak również przykłady nadużywania przez niemieckie przedsiębiorstwa energetyczne RWE i E.ON pozycji dominującej w tym sektorze. Ponadto artykuł prezentuje wpływ liberalizacji na rynek energii elektrycznej w Niemczech przez pryzmat zmiany struktury tego rynku.

**Słowa kluczowe:** Niemcy, Unia Europejska, sektor energii elektrycznej, liberalizacja

### Germany in the process of liberalization the EU's energy market illustrated with an example of electric power industry

#### Summary

The subject matter of the paper is focused on selected aspects of the German electric power market liberalization in the context of the EU's electric power (and natural gas) market liberalization initiated in the 1990s. The shape of electric power industry in Germany before liberalization along with cases of abuse of dominant position in the sector by German energy concerns RWE and E.ON have been presented in the article. Furthermore, the article describes an impact of liberalization on German electric power market through the prism of change in the market structure.

**Key words:** Germany, European Union, electric power industry, liberalization

